

5. Goncharov I., Samoilenko V., Oblasov N., Fadeeva S. MDBT estimation ratio for transformation organic matter ratio in Bazhenov Formation of Western Siberia (Tomsk Oblast, Russia) // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol.24: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress, 24–27 November 2014, Tomsk, Russia. – Paper 012040. – 12 p.

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕНГИЗ

Панин В.Р.

Научный руководитель - доцент Т.Г. Перевертайло

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазовое месторождение Тенгиз расположено на суше в Западном Казахстане, в северной части восточного побережья Каспийского моря, среди архипелага изолированных карбонатных отложений. Месторождение Тенгиз было открыто в 1979 г, с 1993 г. месторождение разрабатывает совместное предприятие «Тенгизшевройл». Эксплуатационный фонд месторождения составляет 284 скважины, в том числе действующие – 130 скважин. На месторождении выделено 3 крупных объекта, первый объект занимает верхнюю часть карбонатной толщи, и имеет самую высокую пористость (7-24%) и проницаемость до 800 мД, ниже залегают 2 и 3 объекты, которые обладают худшими коллекторскими свойствами (рис. 1). Общая мощность карбонатной постройки неизвестна, самая глубокая скважина на сегодняшний день затоплена, её глубина составила 6455 м [2].

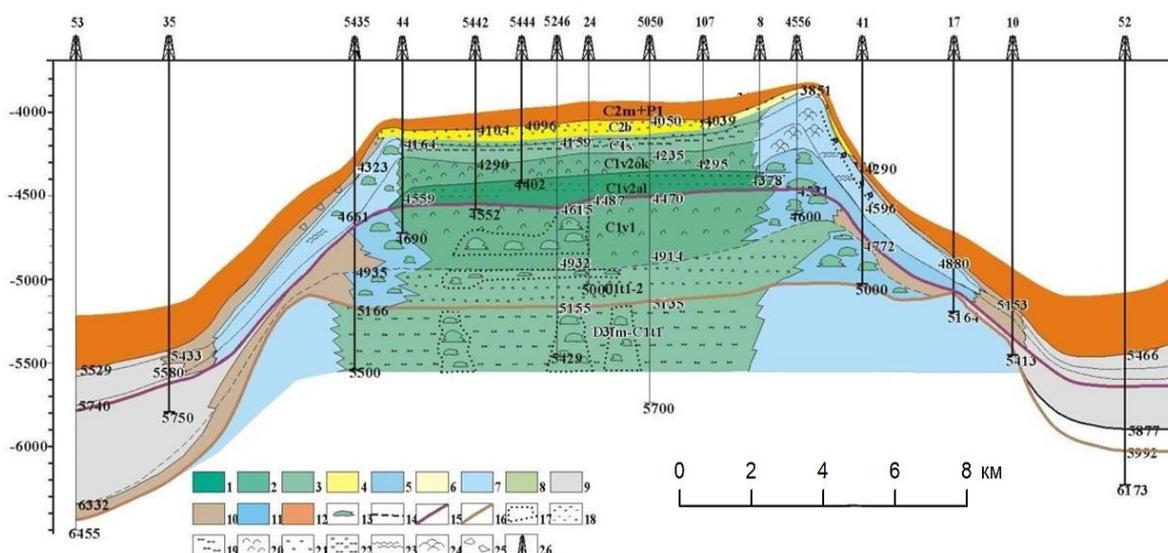


Рис. 1 Геологический профиль месторождения Тенгиз. Условные обозначения: фации карбонатной платформы: 1 – глубоководной, 2 – погруженной, 3 – мелководной, 4 – фации намытых песков, 5 – биогермных построек края карбонатной платформы, 6 – наиболее мелководных участков края мелководной платформы; рифогенного комплекса: 7 – рифового массива; 8 – зарифовые; склоновые: 9 – нижнего склона и бассейна; 10 – склоновые (карбонатные); 11 – биогермных построек; 12 – нерасчленённые отложения московского и ассельско-аргинского возраста; 13 – мелкие биогермы, 14 – стратиграфические границы; 15 – кровля второго объекта («вулканик»); 16 – кровля третьего объекта; 17 – границы предполагаемых сейсмофаций. Литологические комплексы: 18 – пеллетовые вакстоуны и пакстоуны; 19 – комковато-сгустковые известняки; 20 – биокластовые пакстоуны; 21 – литокластовые грейстоуны и пакстоуны; 22 – ритмичное переслаивание грейстоунов и водорослевых известняков; 23 – баундстоуны; 24 – фреймстоуны; 25 – брекчии обрушения; 26 – пробуренные скважины

Выделяют пять переломных этапов в истории Прикаспийского бассейна [1]:

- 1) Отчленение глубинными разломами в позднем протерозое от древнего кратона, явившегося затем жестким фундаментом чашеобразной Прикаспийской впадины, погружающейся вплоть до конца палеозоя.
- 2) Слабо выраженная инверсия прогибания бассейна в раннем кембрии, связанная, по-видимому, с разуплотнением рифейских отложений.
- 3) Инверсия глубокого прогиба в конце палеозоя – начале мезозоя с превращением морского бассейна в равнинную сушу (поздний триас-ранняя юра). Прогибание вновь возрождается с поздней юры и продолжается вплоть до неогена. Этот этап сопровождался наиболее интенсивной дегазацией недр и флюидизацией.
- 4) В неогене произошло полное осушение бассейна. Однако последующее прогибание, длившееся до конца ледникового периода, происходило в условиях активизации региональных тектонических зон, в связи с чем чашеобразные контуры бассейна и его палеогеографическая замкнутость утрачиваются.

5) Современная инверсия прогиба с образованием в конце ледникового периода (около 10 тыс. лет назад) полупустыни на месте неглубокого солоноватого Прикаспийского озера.

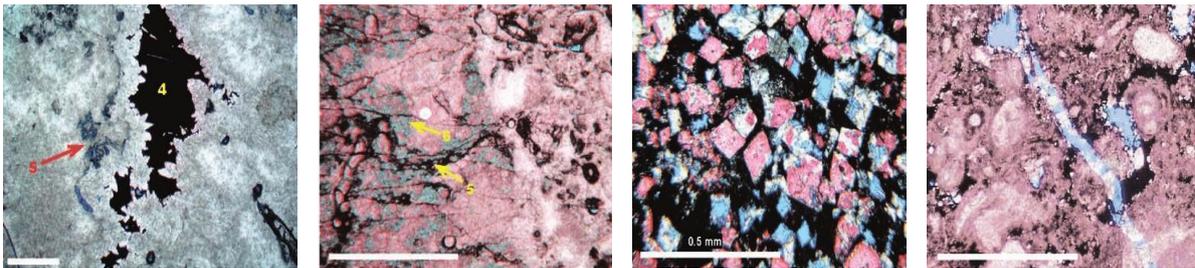
Особенностью месторождения Тенгиз является наличие в породах-коллекторах твердых битумов [3]. На месторождении коэффициент сверхгидростатичности (K_c) достигает значений 2,0, то есть наблюдаются высокие пластовые давления. Автор данной работы полагает, что деасфальтизация нефтей зачастую проявляется в различных нефтегазовых регионах, и именно это способствует образованию группы твердых битумов, которые в какой-то момент коагулировали, скорее всего, из нефтей палеозалежи, в процессе поступления в неё новых порций легких метановых нефтей или газообразных углеводородов.

Скорее всего, данное явление происходило на месторождении Тенгиз. Во время погребения пласта соленосной толщи на глубину до 4,5 км известняки, залегающие под отложениями солей, подверглись гравитационному уплотнению, которое привело к отжатию флюидов вниз по разрезу, в т.ч. и в нефтяную палеозалежь. Вероятнее всего, это был растворенный углеводородный газ, содержащий значительные объемы сероводородного и углекислого газов, источником образования которых являлись сульфаты соленосных пород. Приток газа в породы-коллекторы создал высокую газонасыщенность пластовой нефти и повлек за собой резкое увеличение пластовых давлений.

Более ранние трещины, как и пустоты раннего растворения, интенсивно заполнились предбитумными цементными фазами. Более поздние трещины содержат только битум или кальцит, сопровождаемый битумом, и заполнились до частичного раскрытия. Коррозия матрицы проявляется в виде микропористости в микритических компонентах породы, например, скелетных зернах и микробных тканях (рис. 2А). Наблюдается, что коррозия битума и матрицы уменьшается по мере удаления от пустот и увеличенных трещин, что позволяет предположить, что битум, коррозия и крупномасштабное растворение могут быть генетически связаны [4].

Петрографические наблюдения указывают на то, что значительная коррозия и расширение раствора, предшествуют первичному образованию цемента. В некоторых случаях наблюдается растворение, которое, по-видимому, предшествует образованию битума (рис. 2В).

Коррозия матрицы, вероятно, сопровождала формирование битума. Однако многие другие примеры изученных шлифов указывают в основном на пассивное заполнение битумом открытого пустотного пространства, сопровождающееся лишь незначительной микритной коррозией.



А) Скв. Т-4635,
гл. 4458,07 м

Б) Скв. Т-5056,
гл. 4201,96 м

В) Скв. Т-6337,
гл. 4899,9 м

Г) Скв. Т-6337,
гл. 4877,83 м

Рис. 2 Битумный и постбитумный диагенез на месторождении Тенгиз: А (4) – доминирующий битум в некоторых пустотах; А (5) – коррозия микробных тканей; Б (5) – битум в образце; Б (6) – микритная коррозия, по-видимому, не содержит битума; В – селективное растворение доломитовых ромбических кристаллов, Г – постбитумный кальцитовый цемент. Масштабная линейка = 1 мм, за исключением рис. 2 В

По петрографическим данным, а также по восстановленным обстановкам осадконакопления, можно предположить, что все осадочные породы месторождения подверглись метасоматическим изменениям различной интенсивности. Возможно выделение трех, наиболее вероятных этапов преобразования пород: 1) сульфидно-углеродистое замещение с образованием окремненных сланцев и массивных доломитов; 2) сульфатизация и засоление; 3) битуминизация и сопутствующие ей сульфидизация, окремнение и доломитизация терригенных и карбонатных пород.

Первый этап преобразования обусловлен воздействием на породы относительно сухих парагазовых смесей, с повышенной восстановительностью. Подвижки в них сопровождались неоднократной инфильтрацией углеводородных газов, но при более низких температурах – уже с образованием битумов.

При наложении битумоидов на ранее науглероженные сланцеватые породы образовались своеобразные нефтеколлекторы типа баженинов.

На формирование пористости коллекторов огромное влияние оказал целый ряд процессов, таких как выщелачивание, перекристаллизация и образование трещин.

Позднее поры заполнялись битумом, доломитом и вторичным кальцитом, а также происходило окремнение пород, это привело к ухудшению емкостных свойств.

Литература

1. Иванкин П.Ф., Назарова Н.И. Флюидно-метасоматические преобразования и рудоносность осадочных толщ Прикаспийского бассейна: Монография. – Москва: Изд-во ЦНИГРИ, 2005. – 104 с.

2. Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз. – Атырау, 2005.
3. Harris P.M., Weber L.J. Facies and Reservoir-quality Variations in the Late Viséan to Bashkirian Outer Platform, Rim, and Flank of the Tengiz Buildup, Precaspian Basin, Kazakhstan // Giant hydrocarbon reservoirs of the world: From rocks to reservoir characterization and modelling. – 2006 AAPG Memoir 88/SEPM. – P. 55 – 95.
4. Якуч Л. Морфогенез карстовых областей: Монография. – Москва: Изд-во Прогресс, 1979. – 388 с.

УЧЕТ РАЗЛИЧНЫХ ЛИТОТИПОВ (ФАЦИЙ) ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ. ВЕРОЯТНОСТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФАЦИЙ В МЕЖСКВАЖИНОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Гидзамкив Е.В., Залялетдинова М.А., Кротов А.А.

Научный руководитель – И.В. Матвеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Создание литолого-фациальной модели является одним из ключевых этапов построения геологической модели. Она служит основой для интерполяции ФЕС в резервуаре, учитывая условия высокой неоднородности пород. При оценке неопределённости геологических моделей используются методы геостатистики [1].

Существует два подхода к восстановлению данных в межскважинном пространстве: детерминистский и стохастический. При первом получается один, наиболее вероятный вариант при заданных условиях, классический пример – кригинг. При втором подходе – несколько вариантов равновероятных случайных реализаций [3].

В данной статье будет более детально рассмотрен вероятностный подход и его методы реализации.

Стохастическая интерполяция обладает рядом преимуществ, среди которых выделяют следующие факторы:

- является более гибким по сравнению с детерминистическим;
- возможность работы с трендами;
- возможность оценить неопределенности;
- возможность создания модели при малом количестве исходных данных.

Среди алгоритмов вероятностного подхода различают два – пиксельные и объектно-ориентированные.

1. Пиксельные

Суть пиксельных алгоритмов заключается в том, что происходит заполнение трехмерной модели по ячейкам (пикселям). Для их реализации требуется задание модели полувариограмм, а также оценка содержания фаций в процентном соотношении.

Среди пиксельных алгоритмов наиболее распространенные – SGS, TGS, SAS, MPSM.

1.1. Sequential Gaussian simulation (SGS)

SGS является наиболее распространенной моделью. Она использует среднее значение кригинга и дисперсию для создания гауссова поля, а также определяет нормальное распределение Гаусса. Данный подход использует входные и смоделированные данные при вычислении значения в не смоделированной ячейке сетки, а генерирует множество равновероятных реализаций, которые могут быть подвергнуты последующей обработке для количественной оценки и оценки неопределенности [4].

Происходит генерация нескольких равновероятных реализаций свойств, а не просто оценка среднего значения, как, например, только при использовании алгоритма кригинга. Можно сказать, что мы добавляем некоторую вариативность для отмены сглаживающего эффекта кригинга. Этот результат, возможно, дает лучшее представление о естественной изменчивости свойств коллектора и предоставляет средства для количественной оценки неопределенности. Чаще всего используется для построения геологических моделей непрерывных петрофизических свойств, таких как пористость. Семейство методов последовательного моделирования включает в себя, помимо рассмотренного подхода, Sequential indicator simulation (SIS) и Bayesian indicator simulation (измененный метод SIS), все из перечисленных используют один и тот же базовый алгоритм.

1.2. Truncated Gaussian Simulation (TGS)

Данная модель используется реже и исключительно хорошо работает с переходными фациями. Например, модель перехода мелководных отложений в глубоководные.

Позволяет моделировать случайное поле с дискретными значениями посредством усечения стационарного гауссовского случайного поля второго порядка. Модель задается одним или несколькими порогами усечения и функцией ковариации или вариограммой гауссовского случайного поля. На практике пороговые значения определяются для воспроизведения экспериментальной пропорции каждого класса дискретных значений, в то время как вариограмма выводится на основе ее взаимосвязи с вариограммами класса-индикатора.

1.3. Simulated annealing simulation (SAS)

Метод имитационного отжига заимствован из металлургии. В металлургии при сплавлении двух металлических частей зона прикрепления нагревается до температуры, при которой молекулярная структура может перестраиваться. Когда металл снова охлаждается, молекулярная структура изменяется, и в месте соединения двух металлических частей образуется связь. Переносим эту идею в стохастическое моделирование, человек производит начальную реализацию, вводит некоторые особые условия (задает петрофизические свойства на разных участках смоделированного коллектора), затем запускается процесс оптимизации, который рассчитывает данные в ячейках между двумя участками таким образом, чтобы они соответствовали введенным особым условиям. Метод создает модель коллектора посредством итеративного процесса проб и ошибок и не использует явную модель случайных функций. Его можно использовать в качестве основы как для пиксельного, так и для объектного моделирования, и в любом случае смоделированное изображение формулируется как процесс оптимизации.